

## III. OTRAS DISPOSICIONES

### MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

- 4503** *Resolución de 21 de febrero de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares para los grupos titularidad del grupo Endesa correspondiente al ejercicio 2020.*

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dispone en su artículo 10 que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado, así como de su reducido tamaño.

Así, en lo que se refiere a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en estos sistemas, la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece, entre otras particularidades, la posibilidad de exención del sistema de ofertas hasta que dichos sistemas estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, si bien podrán recibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada periodo de programación y la percepción de una eventual retribución adicional o específica, a determinar por el Gobierno, la última aplicable si la actividad se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos.

Las singularidades previstas por la citada Ley del Sector Eléctrico en estos territorios fueron desarrolladas por el Real Decreto 738/2015 de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En relación con la financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, la disposición adicional decimoquinta de la meritada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este crédito presupuestario debe incluir la estimación de los extracostes a financiar del ejercicio, así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores. Asimismo, se reconocerán con cargo a los Presupuestos Generales del Estado los gastos ocasionados o el rendimiento económico obtenido por la cuenta gestionada por el organismo encargado de las liquidaciones dedicada a las compensaciones presupuestarias del extracoste de generación en los territorios no peninsulares.

Para la gestión de las partidas presupuestarias, en la citada disposición adicional se establece la obligación de que reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determine un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de estas.

El Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no

peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, desarrolla este mecanismo.

En relación con el procedimiento de liquidación, está establecido en el artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. De acuerdo con el mismo, el operador del sistema realiza la liquidación de la energía en cada uno de los despachos de producción de los territorios no peninsulares para las instalaciones generadoras allí ubicadas. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia realiza liquidaciones provisionales con carácter mensual a partir de los cálculos de costes de generación de las instalaciones, de los ingresos percibidos en los despachos, de las previsiones de la orden de peajes correspondiente, así como la cuantía consignada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, aprobándose la cuantía definitiva anual por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Asimismo, el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, establece que para proceder a la aprobación de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares se requerirá resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. El procedimiento a seguir para dictar la citada resolución será el siguiente:

- a) El operador del sistema llevará a cabo las liquidaciones del despacho de producción con medidas definitivas.
- b) El órgano encargado de las liquidaciones elaborará una memoria con la propuesta de liquidación definitiva que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas.
- c) La Dirección General de Política Energética y Minas, sobre la base de lo anterior, elaborará una propuesta de resolución y la remitirá junto con el expediente completo a la Oficina Nacional de Auditoría de la Intervención General de la Administración del Estado.
- d) Una vez informado de forma favorable por la Intervención General, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la resolución por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En relación con la determinación de las cuantías a reconocer, el título IV del antedicho Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece la metodología de la retribución por costes fijos y costes variables para las instalaciones que tengan otorgado régimen retributivo adicional.

Así, los costes de generación de liquidación reconocidos a los generadores con este régimen retributivo están compuestos por las siguientes partidas:

- a) La retribución por costes fijos que incluye tanto la retribución por inversión como por operación y mantenimiento fijo.
- b) La retribución por costes variables que comprende los siguientes conceptos:

– Retribución por combustible, que está compuesta por la retribución por los costes variables de funcionamiento, retribución por costes de arranque asociados al combustible, la retribución por costes de banda de regulación, y factor de corrección por factura de combustible. En relación con el factor de corrección por factura de combustible, la revisión obrada en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, mediante el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad, eliminó este factor como uno de los componentes de la retribución por combustible de los grupos desde el 1 de enero de 2023.

- Retribución por costes variables no asociados al combustible, que incluye la retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento, la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque y otros costes operativos de la central.
- Retribución por costes de los derechos de emisión.

Para cuantificar la retribución por combustible, en sus distintos componentes, resulta necesario determinar el precio de combustible a efectos de liquidación en el ejercicio 2020, de acuerdo con la normativa vigente.

Asimismo, y en tanto no estén autorizadas las mezclas de combustible habitual por la Dirección General de Política Energética y Minas, se ha de atender a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en la que se establece que el despacho de las instalaciones de producción categoría A, se realizará teniendo en cuenta el combustible principal del grupo, y en la liquidación definitiva de los costes de estos grupos se reconocerá la mezcla de combustible utilizada, previa inspección.

En relación con la retribución por otros costes operativos que incluye los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, los pagos para la financiación del operador del sistema y, en su caso, del mercado y del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que serán reconocidos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, en la resolución del Director General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación. No obstante lo anterior, el artículo 72.3.a) 1.ª del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en su redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas, establece que el operador del sistema incluirá una estimación de estos costes dentro del cálculo de los costes de generación de liquidación que realiza.

De conformidad con dichas disposiciones se determina la retribución de las centrales con régimen retributivo adicional para el año 2020.

Por otro lado, el artículo 59 del precitado real decreto establece que, en aquellos casos en los que el operador del sistema ponga de manifiesto riesgos de cobertura de la demanda en el corto plazo, la comunidad o ciudad autónoma afectada deberá solicitar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en virtud de lo establecido en el artículo 7.5 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el reconocimiento de las repercusiones económicas para la adopción de las medidas que vaya a adoptar para la garantía del suministro, con carácter previo a su adopción. El coste asociado a estas medidas se integrará como extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En virtud de lo anterior, el 8 de mayo de 2020 se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Orden TED/393/2020, de 5 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica en la isla de Formentera. En tanto estas medidas extraordinarias fueron llevadas a cabo por Endesa, se reconocen en la presente resolución.

## II

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 31 de diciembre de 2021, Endesa, SA, remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas escrito solicitando el reconocimiento de las cuantías definitivas de 2020 de los costes de las instalaciones de generación titularidad de las empresas del grupo Endesa SA en los territorios no peninsulares.

En el citado escrito, Endesa, SA, en adelante Endesa, y en representación de los titulares de los grupos, solicita partidas de coste adicionales a las cuantías reconocidas por el operador del sistema en las liquidaciones del despacho de producción llevadas a cabo en esa fecha. Estas partidas se cuantifican a partir de las liquidaciones provisionales realizadas por el operador del sistema, por lo que Endesa señala que, si se producen nuevas liquidaciones, las partidas adicionales solicitadas también deberían ser nuevamente cuantificadas.

Los costes adicionales a añadir a los calculados por el operador del sistema y solicitados por Endesa son los siguientes:

- Costes de inversión de Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19.
- Coste de inversiones de adaptación medioambiental autorizadas por la Orden TEC/1158/2018.
- Coste de medidas extraordinarias.
- Coste de mezclas de combustibles.
- Modificación de los costes de operación y mantenimiento asociado al arranque de los ciclos combinados.
- Coste de nuevas inversiones.
- Diferencia sobre los importes liquidados provisionalmente por el operador del sistema en concepto de peajes de generación, financiación del operador del sistema y tributos derivados de la Ley 15/2012.

Esta solicitud fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 14 de enero de 2022.

Con fecha 30 de noviembre de 2022, en cumplimiento de lo previsto en el artículo 7.39, así como en las disposiciones adicional octava y en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Comisión emitió órdenes de inspección a GESA, UNELCO y Endesa Generación, SA. La Comisión ha realizado las inspecciones para realizar las comprobaciones necesarias de las partidas de costes de los grupos con régimen retributivo adicional no recogidas por el operador del sistema en sus liquidaciones y que han sido solicitadas por Endesa.

Por último, con fecha 8 de junio de 2023 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha aprobado el «Informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de Endesa, SA correspondientes al ejercicio 2020» (INF/DE/057/21), remitiéndolo a la Dirección General de Política Energética y Minas.

### III

Para realizar su propuesta de costes de generación de liquidación reconocidos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha partido de la base de los cálculos realizados por el operador del sistema en estos territorios no peninsulares, en aplicación estricta del funcionamiento de las centrales en 2020, aplicando los parámetros fijados en el citado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y las actualizaciones correspondientes aprobadas por resolución. El importe total de los costes para las centrales titularidad del grupo Endesa correspondientes a las liquidaciones del despacho de producción realizadas por el operador del sistema, remitidas en marzo de 2022, asciende a 1.495.401.682,77 euros.

Adicionalmente, en su propuesta la Comisión realiza una valoración de los costes que solicita Endesa, una vez que el operador del sistema ha calculado las liquidaciones del despacho con parámetros definitivos, a fin de determinar si procede o no su reconocimiento.

La valoración que realiza la Comisión sobre los costes de generación a reconocer a las centrales titularidad del grupo Endesa es la siguiente:

Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.

Endesa solicita el reconocimiento de 5.381.164,37 euros adicionales en concepto de coste de inversión de los grupos turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

Tal y como indica el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con fecha 22 de octubre de 2020 la Dirección General de Política Energética y Minas, aprobó el otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad y régimen retributivo adicional a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. En esta resolución se incluían los parámetros necesarios para el cálculo de la retribución correspondiente al régimen retributivo adicional de estos grupos, a excepción del valor de la inversión reconocida.

En la medida en que no se había publicado ninguna resolución que estableciera el valor de la inversión reconocida de estos grupos en la fecha de emisión del informe, la Comisión no propone el reconocimiento de cuantía alguna por este concepto.

Coste de inversiones medioambientales.

La Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento, otorgó el citado régimen retributivo a los grupos Mahón 14, 15 y 16 (Menorca), Barranco de Tirajana 3 y 4 (Gran Canaria) y Granadilla 5 y 6 (Tenerife) para las inversiones necesarias de cara a poder cumplir desde el 1 de enero de 2020 los niveles de emisiones establecidos en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010, sobre emisiones industriales, y en la Decisión de ejecución 2017/1442, de 31 de julio de 2017.

Endesa solicita el reconocimiento de 18.108.032,51 euros como costes asociados tanto a las inversiones realizadas en los citados grupos como a las indisponibilidades sufridas por los mismos durante la ejecución de las inversiones.

Sin embargo, la Comisión no recoge en su propuesta ninguna cantidad puesto que, al igual que en el caso anterior, no se había definido mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas el valor reconocido de inversión para cada grupo en la fecha de elaboración de su informe.

Coste de medidas extraordinarias.

De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria séptima.5 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propone aprobar, una vez inspeccionadas las cuantías, la retribución por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro que asciende a 1.302.645,60 euros por los costes en los que han incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación. Endesa solicitaba el reconocimiento de 3.024.884,09 euros, cantidad sustancialmente superior a la propuesta por la Comisión, debido principalmente a que la Comisión no ha incluido en su propuesta la cuantía reportada por Endesa correspondiente a la construcción de una nave de insonorización para albergar tanto a dichos grupos como a la turbina de gas n.º1 (RO2-0063) de la CT de Formentera.

## Coste de mezclas de combustibles.

Endesa solicita el reconocimiento de 2.690.754,88 euros adicionales en concepto de coste de mezclas de combustible en el funcionamiento y arranque de determinadas instalaciones de generación, en virtud de lo establecido en la disposición transitoria segunda.1 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio:

«En tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la Dirección General de Política Energética y Minas, los costes variables de combustible de despacho y del coste de arranque de despacho de las instalaciones de producción categoría A, se calcularán teniendo en cuenta el combustible principal del grupo, y en la liquidación de estos grupos se reconocerá la mezcla de combustible utilizada, previa inspección.

Estos costes adicionales serán reconocidos en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional y la cuantía de los costes de generación de las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico a la que hace referencia el artículo 72.3.e)».

La Comisión propone que se reconozcan 991.767,35 euros por este concepto, tras calcular durante las inspecciones nuevos costes por mezclas de combustible a partir de las proporciones de consumos habidas en las auditorías presentadas por Endesa, en aquellos casos en los que no eran coherentes con las proporciones solicitadas por el titular.

Asimismo, en relación con el reconocimiento del coste por el consumo de gasoil en lugar de fueloil 0,73 % en los grupos de Punta Grande 2, 3 y 7, señala que no procedería reconocer retribución adicional salvo aplicación retroactiva de la resolución de 29 de septiembre de 2022 de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se autorizan distintos cambios de combustible de los grupos Punta Grande 2, 3, 7 (RO2-0107, RO2-0108, RO2-0109), Los Guinchos 12, 13, 14, 16 y 17 (RO2-0132, RO2-0133, RO2-0134, RO2-0191, RO2-0192), Las Salinas 2, 3, 4 (RO2-0119, RO2-0120, RO2-0121), ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

## Costes de operación y mantenimiento debidos a arranques.

Endesa solicita el reconocimiento de 113.573,16 euros adicionales en concepto de costes de operación y mantenimiento por arranques del ciclo combinado Son Reus 1 para el ejercicio 2020.

En relación con la solicitud de Endesa, el informe de inspección a GESA indica que la metodología aplicada por el OS para el cálculo del coste de O&M es acorde con la normativa aplicable en 2020, la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, que modificaba la metodología anterior, por lo que no procedería reconocer ninguna cuantía adicional.

## Coste de nuevas inversiones.

Por su parte, Endesa solicita el reconocimiento de 58.963.798 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, el derecho a percibir el régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones realizadas en grupos existentes con dicho régimen retributivo está condicionada al otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad previamente a la autorización administrativa del órgano competente.

Por otro lado, y en relación con los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio hayan alcanzado la vida útil y hayan continuado en operación, el punto 4 de la disposición transitoria séptima del repetido

Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que la retribución por costes fijos de estos grupos podrá ser incrementada, en su caso, por las nuevas inversiones que se reconozcan en la resolución de la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.

Por lo tanto, de acuerdo con la normativa citada, el reconocimiento de nuevas inversiones sobre grupos existentes, hayan finalizado su vida útil regulatoria o no, está condicionado a percibir previamente la resolución favorable de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas. Teniendo en cuenta que las nuevas inversiones que Endesa solicita sobre grupos existentes no disponen de resolución favorable de compatibilidad, la Comisión indica que no procede reconocer coste adicional alguno por nuevas inversiones sobre grupos existentes.

Otros costes: coste de peajes de generación y financiación del operador del sistema.

Tal y como se ha indicado, el operador del sistema realiza una estimación de los costes debidos a peajes de generación, financiación del operador del sistema y tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, que incluye en sus liquidaciones provisionales.

Sobre esta liquidación provisional, Endesa considera que le corresponde devolver 4.444 euros por peajes de generación, cifra que es confirmada por la Comisión tras los informes de inspección a Endesa.

Asimismo, también reconoce la Comisión en su propuesta la cifra de 31,92 euros solicitada por Endesa como mayor coste por financiación del operador del sistema.

Aplicación del factor de corrección por factura de combustible.

Dentro de la retribución por combustible definida en el artículo 31 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se incorpora como uno de los componentes el factor de corrección por factura de combustible que, en aquellos casos en los que el coste de adquisición de combustible de un grupo sea inferior a la retribución por combustible de dicho grupo, se reduciría la retribución de este en la semidiferencia entre estas dos cantidades.

Como se ha indicado, este factor dejará de ser aplicable en el ejercicio 2023, incluyendo la propuesta de la Comisión su cálculo para el ejercicio 2020. Así, la cuantía por este de factor de corrección por factura de combustible ascendería a -2.599.305,59 euros, con -166.784,24 euros en los grupos de Baleares, -1.037.164,27 euros en los grupos de Canarias, y -1.395.357,08 euros en los grupos de Ceuta y Melilla, de acuerdo a la Resolución de 17 de julio de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la metodología de reparto del coste de adquisición de combustible de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible.

Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.

Finalmente, Endesa solicita el reconocimiento de 5.552.673,35 euros adicionales a las liquidaciones realizadas por el operador del sistema en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, donde 5.349.688,04 euros corresponderían al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica y 202.985,31 euros corresponderían al impuesto especial sobre hidrocarburos en Baleares.

En relación con estos costes solicitados, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indica en su informe que el impuesto especial sobre hidrocarburos no debería reconocerse tras la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, así como que las últimas liquidaciones del operador del sistema recogen el valor asociado al impuesto sobre el carbón, por lo que no procedería reconocer el coste adicional por estos conceptos solicitado por Endesa.

Las liquidaciones realizadas por el operador del sistema para el ejercicio 2020 incluyen la retribución de 104.679.647,72 euros en concepto de impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica. La Comisión en su propuesta calcula el impuesto sobre los costes de generación reconocidos, señalando que la cuantía no coincide con la que figura en los informes de inspección puesto que en el cálculo de la citada propuesta se considera una menor base imponible por la aplicación del factor de corrección por factura de combustible. A partir de la retribución liquidada por el operador del sistema por este concepto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calcula un ajuste de -24.926,08 euros por este concepto.

Sobre este coste, de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, la cuantía correspondiente a este impuesto sólo se reconocerá una vez acreditado el pago del mismo mediante la presentación, en el supuesto de domiciliación bancaria, del documento de presentación de la autoliquidación y el justificante de pago bancario, y en el caso de adeudo en cuenta, del NRC facilitado por la entidad bancaria que consta en el documento de autoliquidación.

A modo de resumen, la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia de costes totales de generación a reconocer a los titulares de las centrales, pertenecientes al grupo Endesa, para el ejercicio 2020, es la siguiente:

Propuesta de la CNMC	Total (euros)
Costes de generación OS.	1.495.401.682,77
Coste de inversión de grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19.	0,00
Coste de grupos con inversión de adaptación ambiental.	0,00
Coste de medidas extraordinarias.	1.302.645,60
Coste por mezclas de combustibles.	991.767,35
Coste por arranques de ciclos combinados.	0,00
Coste por peajes de generación.	-4.444,00
Coste por financiación del OS.	31,95
Coste por nuevas inversiones.	0,00
Factor de corrección por factura de combustible.	-2.599.305,59
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.	-24.926,08
Impuestos especiales combustible.	0,00
Impuesto sobre el valor de la producción.	-24.926,08
Costes adicionales al cálculo del OS.	-334.230,77
Costes totales a reconocer.	1.495.067.452,00

Adicionalmente a lo anterior, el informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recoge los ingresos netos obtenidos provisionalmente por los grupos generadores pertenecientes al grupo Endesa, que provienen de:

a) Las liquidaciones definitivas del despacho de producción realizadas por el operador del sistema a partir de los ingresos obtenidos en el despacho de producción procedentes de la demanda. Conforme a la información remitida por el operador del sistema, el importe final de este concepto según la liquidación definitiva resulta ser de 454.206.451,95 euros.

b) La compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas determinadas conforme, con lo dispuesto en el régimen anterior al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. La Comisión, como órgano encargado de la

liquidación, reconoció 531.451.126,43 euros, de extracoste por este concepto al grupo Endesa.

c) La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado (PGE). Endesa ha percibido 531.451.126,43 euros en concepto de liquidaciones a cargo de Presupuestos Generales del Estado del año 2020 por su producción en los territorios no peninsulares en dicho ejercicio.

De acuerdo con todo lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propone en su informe INF/DE/057/21 una compensación pendiente de liquidar a las instalaciones titularidad de Endesa correspondiente al año 2020 de – 22.041.252,81 euros, es decir, se trata de una cuantía que Endesa ha de devolver.

#### IV

Una vez analizada la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como la información adicional disponible, y las alegaciones presentadas en el preceptivo trámite de audiencia, cabe destacar el tratamiento de algunos conceptos de costes de forma adicional a lo referido por dicha Comisión en su propuesta:

a) Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.

Tal y como señala la Comisión, en tanto no se publicara resolución que aprobase el valor de la inversión reconocida de los grupos turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, no procedería el reconocimiento de cuantía alguna por este concepto a los citados grupos.

En este sentido, la propuesta de resolución sometida a trámite de audiencia no incorporaba cantidad alguna por este concepto.

Sobre este particular, con fecha 17 de abril de 2024 se han aprobado las siguientes resoluciones:

– Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el valor reconocido de inversión y los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2014 al 2024 de los grupos de generación Ibiza 25 (RO2-0209) e Ibiza 26 (RO2-0210), pertenecientes al sistema eléctrico no peninsular de Baleares.

– Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el valor reconocido de inversión y los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2015 al 2024 del grupo de generación Punta Grande 19 (RO2-0212), perteneciente al sistema eléctrico no peninsular de Lanzarote.

A efectos de determinar la cuantía que ha de integrarse como costes fijos de estos grupos desde el ejercicio 2014, el 29 de mayo de 2024 se requirió al operador del sistema el cálculo de los nuevos costes de inversión de los grupos de acuerdo con la normativa en vigor correspondiente, recibándose la respuesta del operador en fecha 26 de julio de 2024.

Por otra parte, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.1 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, previamente se había remitido la documentación asociada a la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2020 a la Oficina Nacional de Auditoría para su preceptiva auditoría pública.

La Oficina Nacional de Auditoría remitió informe provisional de auditoría de fecha 6 de mayo de 2024, e informe definitivo en fecha 10 de julio de 2024.

En la medida en la que el informe definitivo de auditoría no ha podido incorporar estos costes, lo cual resulta preceptivo para aprobar la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción del ejercicio 2020, los costes de inversión de los grupos turbinas de Gas

Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 se incorporarán en la liquidación definitiva del ejercicio 2021.

b) Coste de inversiones medioambientales.

De forma análoga al coste de inversión de los grupos pendientes de resolución de compatibilidad, la Comisión no recoge en su propuesta ninguna cantidad en concepto de coste de inversiones medioambientales a los grupos Mahón 14, 15 y 16 (Menorca), Barranco de Tirajana 3 y 4 (Gran Canaria) y Granadilla 5 y 6 (Tenerife) para las inversiones realizadas en virtud de lo establecido en la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, en tanto no se había definido mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas el valor reconocido de inversión para cada grupo.

Asimismo, la propuesta de resolución sometida a trámite de audiencia tampoco incorporaba cantidad alguna por este concepto.

Con fecha 19 de abril se aprobaron las siguientes resoluciones, que precisamente venían a aprobar el valor reconocido de inversión de los citados grupos:

– Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el valor reconocido de inversión y los valores anuales por las inversiones realizadas en los grupos ubicados en el territorio no peninsular canario, de acuerdo con la orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.

– Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el valor reconocido de inversión y los valores anuales por las inversiones realizadas en los grupos ubicados en Menorca, de acuerdo con la orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.

Al igual que en el caso anterior, a efectos de determinar la cuantía que ha de integrarse como costes fijos de estos grupos, se requirió al operador del sistema el cálculo de los costes de inversión asociados a las citadas resoluciones, recibándose la respuesta del operador en fecha 26 de julio de 2024.

Anteriormente se había recibido de la Oficina Nacional de Auditoría el informe provisional de auditoría, de fecha 6 de mayo de 2024, y el informe definitivo, en fecha 10 de julio de 2024, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.1 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto.

En la medida en la que el informe definitivo de auditoría no ha podido incorporar estos costes, lo cual resulta preceptivo para aprobar la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción del ejercicio 2020, los costes de inversión de los grupos Mahón 14, 15 y 16 (Menorca), Barranco de Tirajana 3 y 4 (Gran Canaria) y Granadilla 5 y 6 (Tenerife) para las inversiones realizadas en virtud de lo establecido en la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, se incorporarán en la liquidación definitiva del ejercicio 2021.

c) Coste de medidas extraordinarias.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluía en su propuesta una cuantía de 1.302.645,60 euros por los costes en los que han incurrido los titulares de las medidas de carácter temporal y extraordinario adoptadas en 2020 en la isla de Formentera durante su explotación, tal y como había sido acordado en la TED/393/2020, de 5 de mayo.

Esta cantidad no incluye las cuantías en concepto de financiación del operador del sistema ni de impuesto del valor de la producción de energía eléctrica, que se valorarán en apartados independientes.

Por otra parte, recientemente se ha aprobado el Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad, cuya disposición final primera modifica el artículo 59 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

La nueva dicción del artículo 59, incluye que, en la cuantía por la adopción de medidas temporales y extraordinarias, se podrá incorporar el coste financiero motivado por el retraso entre el cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias, y la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio. El valor empleado para el cálculo de los costes financieros será el valor del Euríbor a un año del último día hábil del mes anterior a que se produzca la firma de la resolución, incrementado en 50 puntos básicos.

En la medida en la que esta modificación entró en vigor el día 15 de junio de 2023, el coste financiero asociado a las medidas temporales y extraordinarias adoptadas no pudo ser incorporado en la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de fecha 8 de junio de 2023 (INF/DE/057/21).

Atendiendo a lo anterior, la propuesta sometida a audiencia entre el 26 de septiembre y el 20 de octubre de 2023 incorporaba la cifra propuesta por la Comisión, y el coste financiero referenciado al Euribor del mes de agosto de 2023. Tras el análisis de alegaciones recibidas, se actualiza la cuantía asociada a las medidas de emergencia para incluir el coste de construcción de nave de insonorización de los grupos electrógenos, así como unas correcciones en las cantidades por emisiones de CO<sub>2</sub> y precio de combustible, por un total de 2.853.547,60 euros.

Asimismo, se toma el Euribor del mes de enero de 2025 como último dato disponible, con un valor de 2,525 %, para el cálculo del coste financiero desde el 1 de diciembre de 2021 a añadir al coste de las medidas extraordinarias adoptadas en el ejercicio 2020, resultando una cuantía adicional por este concepto de 282.623,90 euros.

Por tanto, la cuantía por las medidas extraordinarias adoptadas en el ejercicio 2020 a reconocer asciende a 3.136.171,50 euros.

d) Corrección del cálculo del coste de O&M por arranque de los CCGTs.

Como se ha indicado anteriormente, Endesa solicita el reconocimiento de una cantidad adicional de 113.573 euros en concepto de coste de operación y mantenimiento asociados al arranque (parámetro «d») del ciclo combinado de Son Reus 1, debido a que, a su parecer, en este ciclo combinado existen algunas transiciones entre modos de operación cuyo coste asociado no es correcto.

Esta cuestión se aborda en los informes de inspección que realiza la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y también en su informe INF/DE/057/21, tal y como se ha señalado.

No obstante a lo concluido por la Comisión, si parece existir una situación particular que podría suponer una sobre corrección de este coste, no mermando, en todo caso y de forma general, la robustez de la metodología empleada. Esta casuística, reflejada también por la Comisión, consiste en la secuencia en la que el ciclo combinado parte del modo estable 3x1, cambia a modo 2x1+1, y nuevamente se programa en el modo de funcionamiento 3x1. En virtud de los valores del parámetro «d» establecidos, esta transición tendría un coste negativo que limita la retribución tras el arranque completo del grupo a la máxima contemplada en la normativa. Sin embargo, la aplicación reiterada de esta corrección negativa sin una retribución positiva anterior podría suponer una sobre corrección de este coste.

Esta situación ha sido cuantificada por el operador del sistema en la documentación adjunta a la propuesta de la Comisión, y de acuerdo con ella, resulta el reconocimiento de costes de operación y mantenimiento asociados al arranque del ciclo combinado Son Reus 1 durante el año 2020 en una cuantía de 99.016 euros adicionales.

e) Retribución por operación y mantenimiento a grupos con alta indisponibilidad.

El artículo 29.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de los grupos que presenten indisponibilidades totales, tanto programadas como fortuitas, en un año superiores al 30 por ciento de las horas será nula para ese año, resolviendo la nulidad de esta retribución el Director General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia, en la resolución por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional.

De acuerdo con lo dispuesto en el anterior artículo, el operador del sistema envió en fecha 25 de enero de 2021 el listado de los grupos que presentaron indisponibilidades totales superiores al 30 % en 2020.

Los grupos incluidos en el anterior listado titularidad del grupo Endesa son Candelaria 3 diésel 1, Candelaria 4, diésel 2, Candelaria 6 diésel 3, Candelaria 5 gas 3, Candelaria 9 vapor 5, Candelaria 10 vapor 6, Jinámar 2 diésel 1, Jinámar 3 diésel 2, Jinámar 4 diésel 3, Jinámar 8 vapor 4, Jinámar 9 vapor 5, COTESA y El Mulato, no habiendo percibido ninguno de ellos retribución por operación y mantenimiento fijo dentro de las liquidaciones realizadas por el operador del sistema. Por tanto, no procede ninguna corrección en la retribución de los grupos por alta indisponibilidad durante el año 2020.

f) Aplicación del factor de corrección por factura de combustible.

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece en el artículo 31.2 que dentro de la retribución por combustible como parte de la retribución por costes variables para las instalaciones categoría A, se debe considerar un factor de corrección por factura de combustible.

Este factor de corrección por factura de combustible será nulo si la retribución por combustible del grupo es inferior al coste de adquisición de combustible de dicho grupo, y será la semidiferencia entre el coste de adquisición de combustible de dicho grupo y la retribución por combustible del grupo obtenida en el resto de supuestos.

Asimismo, en su artículo 72.3 dispone que esta corrección por factura de combustible se aplicará en la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia previa a las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se aprueban la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional.

De acuerdo con lo anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluye en su propuesta la aplicación de la Resolución de 17 de julio de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la metodología de reparto del coste de adquisición de combustible de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible, para el año 2020. De acuerdo con la información recogida en el documento INF/DE/057/21, la Comisión incluye en concepto de factor de corrección por factura de combustible la cuantía de -2.599.305,59 euros.

Por otra parte, la citada Resolución de 17 de julio de 2019 añade que la cuantificación de este factor corrector debe establecerse para cada grupo generador, por lo que se revisa la anterior cifra propuesta por la Comisión. De la anterior revisión resulta un factor de corrección a aplicar de -166.784,39 euros en los grupos de Baleares, -1.037.166,31 euros en los grupos de Canarias, y -1.250.060,76 euros en los grupos de Ceuta y Melilla, es decir, un total de -2.454.011,46 euros.

g) Impuesto sobre el valor de producción de energía eléctrica.

Como se ha indicado, el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, ha de ser reconocido como otro coste operativo en la presente resolución, y puesto que han cambiado algunos conceptos de costes de generación reconocidos con respecto a lo propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se ha de recalcular la cuantía de este impuesto.

El valor del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, como el siete por ciento de los costes de generación de liquidación, incluyendo el propio impuesto, asciende para el año 2020 a 104.811.117,90 euros.

La cuantía calculada por el operador del sistema y percibida provisionalmente por este concepto asciende a 104.679.647,72 euros, por lo tanto, la desviación a reconocer a Endesa sería de 131.470,18 euros.

V

La liquidación-compensación definitiva se calcula para el año 2020 como diferencia entre los costes de generación reconocidos a los generadores afectados en territorios no peninsulares conforme a la normativa y los ingresos obtenidos provisionalmente.

Como ya se ha indicado, los ingresos netos obtenidos provisionalmente por estos generadores provienen de:

- Las liquidaciones definitivas del despacho de producción para los grupos con régimen retributivo adicional 454.206.451,95 euros.
- La compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas: 531.451.126,43 euros.
- La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado para 2020: 531.451.126,43 euros.

Por tanto, los ingresos netos totales recibidos por las instalaciones titularidad del grupo Endesa en los territorios no peninsulares en el año 2020 alcanzan un total de 1.517.108.704,81 euros, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por el operador del sistema y la que obra en poder de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En virtud de lo anterior, una vez realizado el preceptivo trámite de audiencia de la propuesta, y la auditoría pública por parte de la Oficina Nacional de Auditoría de la Intervención General de la Administración del Estado, esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Primero.

Aprobar a los grupos titularidad de Endesa las siguientes cuantías adicionales a las incluidas en las liquidaciones del operador del sistema para el año 2020:

- a) De conformidad con lo establecido en la Orden TED/393/2020, de 5 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica en la isla de Formentera, se reconocen 3.136.171,50 euros por la instalación de grupos de emergencia.
- b) De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se aprueba la cuantía de 991.767,35 euros en concepto de costes debidos a mezclas de combustibles.
- c) De conformidad con lo establecido en el artículo 31.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, así como lo establecido en la resolución de fecha 17 de julio de 2019 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el método de asignación de los aprovisionamientos de combustible a cada uno de los grupos de

generación de los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible de acuerdo al artículo 31 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se reconoce la aplicación del factor de corrección por factura de combustible durante 2020, por una cantidad que asciende a -2.454.011,46 euros.

d) De acuerdo con los valores establecidos en el anexo XII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y la metodología empleada por el operador del sistema para el cálculo de los valores de retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al cambio de modo de los ciclos combinados, se reconoce un coste adicional por este concepto de 99.016,00 euros.

Segundo.

Aprobar a los grupos titularidad de Endesa las siguientes cuantías en concepto de otros costes operativos para el año 2020, de acuerdo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio:

a) En concepto de costes debidos a peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, se reconocen 391.675,24 euros. El desvío a reconocer sobre la cantidad estimada y liquidada por el operador del sistema de acuerdo con artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio asciende a -4.444,00 euros.

b) Se aprueba la cantidad de 1.407.256,98 euros por costes debidos a los pagos efectuados para la financiación del operador del sistema, así como un desvío de 31,95 euros a reconocer de forma adicional a la cuantía estimada e incluida en las liquidaciones del operador del sistema, según lo establecido en el artículo 72 del citado real decreto.

c) De conformidad con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, que establece que, adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, y según lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, se aprueba la cantidad de 1.722.692,69 euros correspondiente al impuesto especial sobre el carbón. Esta misma cantidad ha sido incluida en las liquidaciones del operador del sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

d) Se aprueba la retribución por costes debidos al Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad, que asciende a 104.811.117,90 euros. Esta cuantía queda condicionada a la justificación previa de realización de pago en la Agencia Tributaria. La liquidación realizada por el operador del sistema incluye la retribución de 104.679.647,72 euros por este concepto, por lo que la cuantía adicional a reconocer asciende a 131.470,18 euros.

Tercero.

Aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación del año 2020 para las centrales que tienen reconocido un régimen retributivo adicional de los grupos titularidad de Endesa que asciende a:

	Baleares GESA - Euros	Canarias UNELCO - Euros	Ceuta y Melilla Endesa - Euros	Total Grupo Endesa - Euros
Los costes de generación de liquidación Operador del Sistema	443.143.556,02	974.794.038,49	77.464.088,26	1.495.401.682,77
Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) (*)	31.297.356,37	68.182.520,02	5.331.241,51	104.811.117,90
Coste de medidas extraordinarias	3.136.171,50	0,00	0,00	3.136.171,50
Coste por mezclas de combustibles	616.277,81	334.493,16	40.996,38	991.767,35
Coste por peajes de generación	0,00	-1.305,05	-3.138,95	-4.444,00
Coste por financiación del OS	0,00	0,00	31,95	31,95
Coste adicional por IVPEE (**)	276.854,08	-54.060,00	-91.323,90	131.470,18
OyM por arranques de ciclos combinados	99.016,00	0,00	0,00	99.016,00
OyM grupos con alta indisponibilidad	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible	-166.784,39	-1.037.166,31	-1.250.060,76	-2.454.011,46
Total importes a añadir al cálculo del O.S.	3.961.535,00	-758.038,20	-1.303.495,29	1.900.001,52
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa	447.105.091,02	974.036.000,29	76.160.592,97	1.497.301.684,29

(\*) El reconocimiento de esta cuantía queda condicionado a la previa acreditación del pago del impuesto mediante la presentación, en el supuesto de domiciliación bancaria, del documento de presentación de la autoliquidación y el justificante de pago bancario, y en el caso de adeudo en cuenta, del NRC facilitado por la entidad bancaria que consta en el documento de autoliquidación.

(\*\*) Igualmente, esta cantidad está condicionada a la acreditación del pago de la cuantía total del impuesto anterior.

Cuarto.

Aprobar la siguiente cuantía del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2020 de los grupos titularidad de Endesa, obtenida como diferencia entre los costes de generación de liquidación indicados en el apartado anterior y los importes liquidados por el operador del sistema en el despacho de energía de estos sistemas:

	Baleares GESA - Euros	Canarias UNELCO - Euros	Ceuta y Melilla Endesa - Euros	Total Grupo Endesa - Euros
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa	447.105.091,02	974.036.000,29	76.160.592,97	1.497.301.684,29
Ingresos por ventas de energía del despacho de generación	148.748.631,07	288.501.768,96	16.956.051,92	454.206.451,95
Extracoste Endesa	298.356.459,95	685.534.231,33	59.204.541,05	1.043.095.232,34
Extracoste Endesa con cargo al sistema eléctrico	149.178.229,98	342.767.115,67	29.602.270,53	521.547.616,17
Extracoste Endesa con cargo a PGE	149.178.229,98	342.767.115,67	29.602.270,53	521.547.616,17

Quinto.

Aprobar la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo al sistema eléctrico correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa para el año 2020, que son los que figuran en el siguiente cuadro:

	Baleares GESA - Euros	Canarias UNELCO - Euros	Ceuta y Melilla Endesa - Euros	Total Grupo Endesa - Euros
Extracoste con cargo al sistema eléctrico	149.178.229,98	342.767.115,67	29.602.270,53	521.547.616,17
Liquidaciones de actividades reguladas realizadas	158.283.757,40	342.866.251,12	30.301.117,91	531.451.126,43
Cuantía pendiente cobro sistema eléctrico	-9.105.527,42	-99.135,45	-698.847,38	-9.903.510,26

Sexto.

Aprobar la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo a la cuenta diferenciada donde se ingresan los importes con cargo a Presupuestos Generales del Estado correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa para el año 2020, desagregadas de acuerdo con el cuadro siguiente:

	Baleares GESA - Euros	Canarias UNELCO - Euros	Ceuta y Melilla Endesa - Euros	Total Grupo Endesa - Euros
Extracoste con cargo a PGE	149.178.229,98	342.767.115,67	29.602.270,53	521.547.616,17
Liquidaciones con cargo PGE realizadas a Endesa	158.283.757,40	342.866.251,12	30.301.117,91	531.451.126,43
Cuantía pendiente cobro con cargo PGE	-9.105.527,42	-99.135,45	-698.847,38	-9.903.510,26

Séptimo.

Las cuantías por retribución de los costes de inversión de a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), así como las cuantías por inversiones adicionales realizadas en los grupos Mahón 14 (RO1-1074), Mahón 15 (RO2-0198), Mahón 16 (RO2-0203), Barranco de Tirajana 3 (RO1-1049) Barranco de Tirajana 4 (RO1-1050), Granadilla 4 (RO1-1054) y Granadilla 5 (RO1-1053) de acuerdo a lo dispuesto en la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, correspondientes a ejercicios en los que se haya aprobado resolución definitiva serán introducidas como costes de generación de los territorios no peninsulares que se aprueben en los años sucesivos.

Octavo.

La liquidación de la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo al sistema eléctrico correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa, SA para el año 2020, aprobada en el apartado quinto, se realizará en la primera liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico disponible.

Contra la presente resolución que no pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, podrá interponerse recurso de

alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución.

Transcurrido dicho plazo sin haberse interpuesto el recurso, la resolución será firme a todos los efectos. Para el cómputo de los plazos por meses habrá de estarse a lo dispuesto en el artículo 30 de la citada Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Madrid, 21 de febrero de 2025.–El Director General de Política Energética y Minas,  
Manuel García Hernández.